Колбеко А.Б., аспирант ТюмГУ,

Ганопольский Р.М., научный руководитель, к.ф.-м.н., зав.кафедрой моделирования физических процессов,

Тюменский Государственный Университет, г. Тюмень

E-mail: [stud0000108724@study.utmn.ru](mailto:eamez@yandex.ru)

# Разработка методики моделирования процессов выпадения гидратов в призабойной зоне скважин и оценки влияния на продуктивность

В статье рассматривается основные тенденции развития нефтегазой отрасли, разработка методики для моделирования процессов гидратообразования и оценки влияния на продуктивность скважин с помощью расширения применяемого в индустрии программного обеспечения.

Ключевые слова**:** Моделирование, тепломассоперенос, гидратообразование, программирование, разработка расширения, tNavigator.

Kolbeko A.B., postgraduate student,

Ganopolsky R.M., scientific supervisor, Candidate of Physics and Mathematics, Head of the Department of Modeling of Physical Processes,

Tyumen State University, Tyumen, Tyumen.

E-mail: stud0000108724@study.utmn.ru

**Development of methodology for modeling of hydrate precipitation processes in the bottomhole zone of wells and assessing the impact on productivity**

The article deals with the main tendencies of oil and gas industry development, development of methodology for modeling hydrate formation processes and assessing the impact on well productivity by expanding the software used in the industry.

Keywords: Modeling, heat and mass transfer, hydrate formation, programming, extension development, tNavigator.

Исторически развитие нефтегазодобычи начиналось с разработки наиболее доступных месторождений. В Западной Сибири это были сеноманские отложения с благоприятными характеристиками, где не требовалось сложного моделирования процессов добычи.

В настоящее время наблюдается тенденция к освоению более сложных месторождений как в России, так и за рубежом. В Западной Сибири активно разрабатываются трудноизвлекаемые запасы (Баженовская, Ачимовская свиты), а в Восточной Сибири - месторождения с проблемными геологическими условиями (Бюкские, Куросовские свиты). Эта тенденция характерна для мировой нефтегазовой отрасли в целом, где простые месторождения постепенно подходят к завершению цикла разработки, на место которых в разработку приходится вводить более сложные месторождения.

Например, месторождение Эльгин в Великобритании (Море Север) характерны сложные условия добычи из-за высокого давления и температуры [1]. В Австралии при освоении месторождений углеводородов в бассейне Кэрнс также встречаются проблемы с трещиноватостью, особенностями аккумуляции и накопления углеводородов в породе [2, 3].

При разработке таких месторождений возникают общие технические вызовы:

1. Увеличение сроков бурения скважин
2. Разработка залежей в не типовых условиях, потребность учета фазовых переходов
3. Необходимость применения новых методов воздействия на пласт для интенсификации добычи
4. Эффективный выбор методов воздействия определяется использование эффективных методов моделирование физических процессов, протекающих в пласте

Для решения этих задач требуется применение современных методов численного моделирования процессов тепломассопереноса, что становится необходимым условием эффективной разработки как российских, так и зарубежных месторождений на поздних стадиях добычи.

Современные коммерческие гидродинамические симуляторы позволяют моделировать системы с двойной пористостью и проницаемостью (Dual Porosity - Dual Permeability, DP-DK), предоставляют модели флюидов Black Oil для месторождений, для которых не требуется учитывать фазовые переходы, композиционные модели для залежей с возможностью ретроградной конденсацией газа, индикация гидратообразования, методы теплового воздействия на пласты [4, стр. 251]. Разработанных моделей и методов хватает для решения задач в нефтегазовой отрасли для моделирования сложных коллекторов с высокой естественной трещиноватостью пласта, сланцевые формации и карбонатные коллекторы, решатели позволяют учитывать взаимодействие между матрицей (пористой средой) и трещинами (высокопроницаемыми каналами).

Сравнение перечисленной функциональности, поддерживаемых моделей и методами среди наиболее популярных современных решателей представлено в таблице 1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Название решателя** | **Поддержка моделей и методов** |
| ECLIPSE | Есть поддержка моделей двойной пористости и двойной проницаемости, моделирование взаимодействия между матрицей и трещинами через параметры обмена флюидами, тепловые методы воздействия SAGD, VAPEX, BUTEX, CSS, ISC. |
| CMG | Есть поддержка моделей двойной пористости и проницаемости, возможность моделирования трещиноватых коллекторов, включая естественную и индуцированную трещиноватость, тепловые методы воздействия SAGD, VAPEX, BUTEX, CSS, ISC. |
| tNavigator | Есть высокопроизводительный решатель для больших моделей месторождений, полная поддержка моделей DP-DK, есть возможность работы с трещинами различной природы (естественные, гидроразрыв пласта), тепловые методы воздействия SAGD, VAPEX, BUTEX, CSS, ISC, индикация гидратобразования. |

Таблица 1. Сравнение функциональных возможностей

Можно заметить, что в документации лишь одного из рассмотренных симуляторов заявлено наличие функциональности по идентификации выпадения гидратов, а в остальном функциональность по большей части взаимозаменяема. Наиболее вероятно, что потребность в подобной функциональности возникла вследствие возникновения задач со стороны нефтегазовых компаний СНГ в моделировании залежей с аномальными температурами и давлениями, в процессе которых могут достигаться условия гидратообразования, оказывающая негативное влияние на динамику разработки. Задача рентабельной разработки аномальных залежей и предупреждения образования гидратов в пласте рассматривается в современных публикациях Российских авторов [5], однако еще не была представлена в зарубежной литературе.

Однако, обращаясь к документации реализации из tNavigator можно найти, что симулятор использует модель образования гидрата Ленгмюра, при этом гидраты не оказывают влияния на течение флюидов и не учитываются в расчете. Этот параметр является отчетным и, в первую очередь, показывает, возможно ли их формирование или нет [4, стр. 451-456].

Эффект выпадения частиц можно было бы попробовать учесть, например, используя некоторую адаптацию модели одновременной кольматационных и суффозии частиц Леонова, применив ее для оседания частиц гидрата в скелете породы. Таким образом можно попробовать динамически определять свободную пористость и проницаемость коллектора для вытесняемого флюида. Математическая постановка и оценка применимости модели Леонтьева, для задачи оценки изменения параметров порового пространства скелета породы твердыми частицами суспензии была рассмотрена в статье [6].

Таким образом, можно заключить, что разработка метода, основанного на модели Ленгмюра, реализованной в tNavigator, совместно с моделью одновременной кольматации и суффозии частиц Леонтьева, рассмотренной в [6] является перспективным направлением разработки и может быть реализовано в виде расширения для tNavigator, опираясь на предоставляемый API разработчиками для интеграции с программным комплексом. Подобное расширение может позволит получить решение для некоторых актуальных проблем современной нефтегазовой отрасли России, перечисленных ранее.

**Список литературы**

1. Maslin Elaine High-pressure high-temperature developments in the UK Central North Sea / Maslin Elaine – текст: электронный // научно-практический журнал: OE Offshore Engineer. The Future of Offshore Energy & Technology. – 2014 – URL: https://www.oedigital.com/news/455434-the-hpht-challenge (дата обращения: 16.04.2025)
2. Adam H. E. Bailey, Lidena K. Carr, Russell Korsch. Australia’s Onshore Basin Inventories – foundational knowledge synthesis for better design of precompetitive data acquisition / Journal article on the Cairns Basin petroleum systems / The APPEAJournal – 2023 - Vol 63 – P. 209-214. – DOI: 10.1071/AJ22045. - URL: https://www.publish.csiro.au/aj/fulltext/AJ22045- Текст: электронный (дата обращения: 16.04.2025)
3. Slatt R.M., O'Brien N.R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks / AAPG Bulletin. - 2011. - Vol. 95, No. 12. - P. 2017–2030. - DOI: 10.1306/03301110159.
4. Техническое Руководство tNavigator 24.2: Rock Flow Dynamics. - Москва, 2024. – с. 4389 – URL: https://irmodel.ru/news/vyshel-novyj-reliz-tnavigator-24-2 (дата обращения: 16.04.2025).
5. Тройникова, А. А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях: / Тройникова, А. А. / Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. - Москва, 2022. - 142 c.
6. Самсонов К. Ю. Методика определения технических параметров ограничения водопритока / К. Ю. Самсонов, А. П. Шевелев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2016. - Т. 2. № 2. - стр. 121–130.